

## FR2671132

**Patent number:** FR2671132  
**Publication date:** 1992-07-03  
**Inventor:** GUY CHAUVETEAU; ALAIN ZAITOUN; NORBERT KOHLER  
**Applicant:** INST FRANCAIS DU PETROL (FR)  
**Classification:**  
- **international:** C09K8/50; C09K8/56; C09K8/60; E21B33/138; E21B43/26; C09K8/50; C09K8/56; C09K8/60; E21B33/138; E21B43/25; (IPC1-7): E21B33/138; E21B43/16; E21B43/29  
- **europaen:** C09K8/50; C09K8/56; C09K8/60; E21B33/138; E21B43/26P  
**Application number:** FR19900016437 19901228  
**Priority number(s):** FR19900016437 19901228

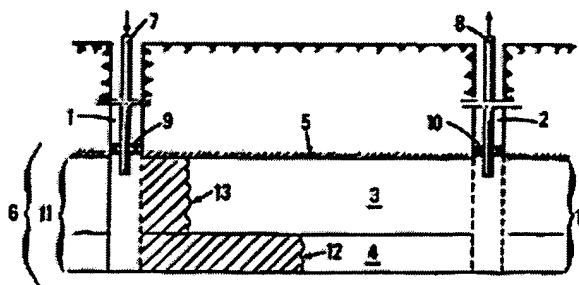
Also published as:

WO9212325 (A1)  
EP0517892 (A1)  
EP0517892 (B1)  
CA2076641 (C)

Report a data error here

### Abstract of FR2671132

A fluid is provided for reducing differences in the permeability of a heterogeneous or fissured geological formation through which runs a well linked to the surface. The fluid consists of a stable suspension of solid particles and is selectively injected into areas of high permeability or into fissures rather than into areas of low permeability. Said suspension can be used to treat water inflows in production wells and to improve injection recovery in a productive formation. A method for reducing differences in the permeability of a geological formation is also provided.



Data supplied from the **esp@cenet** database - Worldwide

①9 RÉPUBLIQUE FRANÇAISE  
INSTITUT NATIONAL  
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE  
PARIS

①1 N° de publication :  
(à n'utiliser que pour les  
commandes de reproduction)

2 671 132

②1 N° d'enregistrement national :

90 16437

⑤1 Int Cl<sup>8</sup> : E 21 B 33/138, 43/16, 43/29

⑫

## DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

②2 Date de dépôt : 28.12.90.

③0 Priorité :

④3 Date de la mise à disposition du public de la  
demande : 03.07.92 Bulletin 92/27.

⑤6 Liste des documents cités dans le rapport de  
recherche : *Se reporter à la fin du présent fascicule.*

⑥0 Références à d'autres documents nationaux  
apparentés :

⑦1 Demandeur(s) : INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE  
*Organisme Professionnel — FR.*

⑦2 Inventeur(s) : Chauveteau Guy, Zaitoun Alain et  
Kohler Norbert.

⑦3 Titulaire(s) :

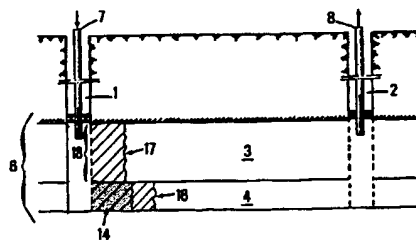
⑦4 Mandataire :

⑤4 Suspension de particules solides pour réduire les disparités de perméabilités d'une formation géologique hétérogène, application à la récupération d'hydrocarbures et procédé d'injection.

⑤7 - La présente invention concerne un fluide adapté à réduire les disparités de perméabilité d'une formation géologique hétérogène ou partiellement fissurée traversée par un puits en communication avec la surface.

- Ce fluide se caractérise par le fait qu'il s'agit d'une suspension de particules solides stabilisée par des produits dispersants et parce qu'il s'injecte sélectivement dans les zones de forte perméabilité.

- Application aux traitements des venues d'eau dans un puits de production et à l'amélioration de la récupération par injection dans une formation productrice.



FR 2 671 132 - A1



La présente invention concerne une suspension stable de particules solides dispersées adaptée à réduire les disparités de perméabilité d'une formation géologique hétérogène ou partiellement fissurée.

- 5        Cette invention concerne également son application à l'amélioration de la récupération d'hydrocarbures, soit en prévenant ou traitant les venues d'eau, soit en modifiant le profil des perméabilités de la formation pour rendre l'injection d'un fluide de balayage beaucoup plus efficace.

- 10       La récupération primaire par drainage naturel des gisements d'hydrocarbures liquides peut être assez faible, même en présence d'un aquifère actif ou d'une calotte de gaz libre, aussi il est souvent nécessaire d'utiliser une méthode de récupération assistée par exemple en injectant dans la formation un fluide moteur.

- 15       On peut injecter de l'eau traitée pour être rendue compatible avec la roche réservoir, des gaz non miscibles aux hydrocarbures, des gaz miscibles aux hydrocarbures, des micro-émulsions ou des fluides à base de polymères ayant une forte viscosité in situ.

- 20       Tous ces procédés, bien connus de l'art antérieur, ont pour objectif d'obtenir un balayage le plus efficace possible de la roche réservoir contenant l'hydrocarbure. Ce balayage consiste à repousser l'hydrocarbure vers les puits de production. Mais ces procédés se heurtent tous, à des degrés différents fonction de leur sophistication, au problème de l'efficacité du processus quand le réservoir présente des fortes hétérogénéités de perméabilité, surtout lorsqu'elles proviennent de  
25 la stratification des couches réservoirs.

- 30       En effet, l'avance du front de déplacement sera plus rapide dans les couches plus perméables que dans les autres couches. Comme en réalité le fluide de déplacement a le plus souvent une viscosité inférieure à celle de l'huile, ce déséquilibre entre les différentes couches s'accroît en fonction du temps.

Il en résulte, si les différences de perméabilités sont grandes, que le fluide de déplacement fait irruption rapidement dans les puits de

production par ces voies de cheminement préférentiel que sont les couches les plus perméables. Une grande part de l'huile matricielle reste alors piégée.

Ainsi, une grande hétérogénéité des perméabilités est un élément  
5 défavorable pour la récupération par injection de fluide dans une formation géologique.

Dans le brevet US-3956145, on propose d'utiliser un fluide complexe permettant de réduire la mobilité de l'eau dans la couche réservoir et ainsi d'augmenter le déplacement de l'huile par rapport à  
10 l'eau. Mais ce document concerne surtout les réservoirs produisant des fortes proportions d'eau. En effet, dans cette catégorie de réservoirs, la mobilité du fluide aqueux sera effectivement réduite dans les zones de forte perméabilité mais cette zone sera toujours le cheminement préférentiel du fluide de balayage car la couche réservoir n'est pas traitée  
15 sélectivement.

Au contraire, la présente invention permet très facilement le traitement sélectif des zones de forte perméabilité sans dégrader les zones de faible perméabilité. On pourra ainsi procéder dans cette même couche à une injection d'un fluide de balayage avec une meilleure efficacité  
20 verticale ainsi que de déplacement.

La présente invention pourra également être appliquée à la prévention ou au traitement des venues d'eau dans un puits en production.

On connaît selon l'art antérieur des moyens de colmater les zones  
25 de venue d'eau. Il s'agit en général d'injecter en pression une mixture notamment à base de ciment ou de résine thermodurcissable qui ont pour objectif de colmater irréversiblement ladite zone. Cela nécessite des complétions sélectives de puits qui sont assez coûteuses. On peut comme dans le document US-3952806 fabriquer in situ un gel pour altérer la  
30 perméabilité de la zone. Mais le gel est pratiquement irréversible et réduit l'indice de productivité de la couche réservoir car le gel peut également se former dans les zones de plus faible perméabilité.

Au contraire, le fluide de la présente invention est sélectif par nature, ajustable à la perméabilité de la zone à traiter et n'entraînera pas

de colmatage des zones les moins perméables.

La présente invention concerne également les installations d'exploitation de ressources géothermiques où il est important de faire produire l'ensemble des couches du gisement même si celles-ci  
5 présentent des hétérogénéités en perméabilité.

Ainsi, la présente invention concerne un fluide adapté à la réduction des disparités de perméabilité entre au moins une zone de forte perméabilité et au moins une zone de faible perméabilité d'une formation géologique hétérogène ou partiellement fissurée traversée par un puits en  
10 communication avec la surface.

Ce fluide est caractérisé en ce qu'il s'agit d'une suspension stabilisée dans les conditions de fond et d'injection comportant des particules solides, en ce que ladite suspension stabilisée comporte des produits dispersants, en ce que la taille desdites particules solides est  
15 prédéterminée pour que ledit fluide pénètre d'une manière sélective dans la zone de forte perméabilité et non dans la zone de faible perméabilité et en ce que ladite suspension est adaptée à pénétrer dans ladite formation avec une composition sensiblement identique à sa composition initiale.

Bien que le fluide de l'invention soit intrinsèquement adapté à pénétrer dans la zone la plus perméable et non dans la zone la moins perméable, on ne sortira pas du cadre de l'invention si ledit fluide est injecté dans la formation productrice à travers une complétion sélective, c'est à dire que l'on a mis en place dans le puits des moyens de séparation physique des zones de différentes perméabilités. Il est très  
20 avantageux de faire l'économie de ces moyens d'équipement supplémentaire, ce que permet le fluide objet de cette invention.

L'invention est caractérisée en ce que les particules solides de ladite suspension peuvent être choisies pour que leur taille soit intermédiaire entre la taille des pores de la zone la moins perméable et la taille des  
30 pores de la zone la plus perméable.

Les particules solides de ladite suspension peuvent être adaptées à s'adsorber sur la matrice rocheuse et à réduire le diamètre des interstices des zones envahies par ladite suspension stabilisée.

La taille des particules solides de ladite suspension peut être comprise entre 0,1 et 50 micromètres et leur surface spécifique peut être comprise entre 0,1 et 50 m<sup>2</sup>/g à l'état non hydraté.

Le fluide se caractérise également en ce que lesdites particules  
5 solides peuvent être des particules de silice, de carbure de silicium, d'alumine, d'oxyde de zirconium, de titane, ou de tout oxyde minéral, de carbonates, des argiles ou toutes autres particules solides pouvant adsorber un agent dispersant.

Ladite suspension peut être caractérisée par sa viscosité faible,  
10 sensiblement voisine de celle de l'eau, et en ce qu'elle peut comporter des produits dispersants tels que des tensioactifs, des polymères ou copolymères hydrosolubles et en ce que lesdits produits dispersants peuvent être adaptés à s'adsorber ou se greffer sur lesdites particules solides.

Lesdits produits dispersants peuvent être des polymères  
15 hydrosolubles neutres, anioniques ou cationiques, préférentiellement de haute masse moléculaire, tels les polyacrylamides plus ou moins hydrolysés, le polyoxyéthylène, l'alcool polyvinylique, les polystyrènes sulfonates, ainsi que des copolymères statistiques, séquencés ou diblocs  
20 dont l'un des blocs seulement peut s'adsorber, des polysaccharides tels que la gomme xanthane, le sclérogucane, les galactomannanes, les pullulanes, les alginates, amidons, pectines, dextranes, des dérivés cellulosiques tels que la carboxyméthylcellulose (CMC) ou l'hydroxyéthylcellulose (HEC) éventuellement modifiés, ou encore des  
25 polymères partiellement hydrophobes.

L'invention concerne également l'utilisation du fluide à la prévention ou à la limitation des venues d'eau dans un puits producteur d'une couche réservoir hétérogène en perméabilité, l'eau provenant d'une zone de forte perméabilité et caractérisée par les étapes suivantes:

30 -on injecte par le canal dudit puits ledit fluide pénétrant de manière sélective dans la zone de forte perméabilité envahie d'eau,

-puis on remet ledit puits en production.

Le fluide, objet de l'invention est utilisé également à l'amélioration

de la récupération assistée en modifiant le profil des perméabilités d'une formation productrice et ayant des zones de forte perméabilité et des zones de faible perméabilité, ladite formation étant traversée par au moins deux puits, l'un au moins servant d'injecteur et l'autre de producteur.

5 L'utilisation se caractérise par les deux étapes suivantes:

-on injecte par ledit puits injecteur ledit fluide pénétrant de manière sélective dans la zone de plus forte perméabilité,

-on injecte ensuite un fluide pousseur adapté à balayer la couche réservoir en direction du ou des puits producteurs.

10 Cette utilisation se caractérise en ce que le fluide pousseur peut comporter des polymères ou des copolymères.

Elle peut être caractérisée par les étapes suivantes:

-on injecte par ledit puits injecteur un fluide comportant des polymères ou des copolymères adaptés à s'adsorber sur la matrice  
15 rocheuse dans le voisinage du puits injecteur,

-on injecte par le même puits ladite suspension adaptée à s'adsorber sur la matrice rocheuse vierge de traitement,

-on injecte par le même puits le fluide de balayage.

Les utilisations précédentes peuvent se caractériser en ce que l'on  
20 peut injecter ladite suspension stabilisée sans séparation physique entre les zones de différentes perméabilités.

On ne sortira pas du cadre de l'invention si les utilisations précédentes se font à travers des complétions sélectives, c'est à dire des moyens de séparation des zones de différentes perméabilités. L'invention  
25 conservant ses autres avantages.

L'invention concerne un procédé pour réduire les disparités de perméabilité entre des zones de forte perméabilité et des zones de faible perméabilité d'une formation géologique hétérogène ou partiellement fissurée traversée par un puits en communication avec la surface, par  
30 l'injection dans ladite formation d'un fluide selon l'invention et caractérisé en ce que l'on choisit la taille des particules solides de ladite suspension

stabilisée, intermédiaire entre la taille des pores de la zone de forte perméabilité et la taille des pores de la zone de plus faible perméabilité, en ce que l'on injecte un volume dudit fluide adapté à traiter ladite zone de forte perméabilité et en ce que l'on injecte éventuellement sans  
5 séparation physique entre les différentes zones, ladite suspension pénétrant de manière sélective dans la zone de forte perméabilité sans pénétrer dans la zone de faible perméabilité.

L'idée maîtresse de l'invention est la conception d'une suspension comportant des particules solides dispersées et stabilisées dans cet état  
10 dispersé par des produits spécifiques qui s'adsorbent sur chaque particule. La suspension est alors stable puisque les particules ne peuvent s'agréger entre elles pour former des amas grâce aux rôles spécifiques desdits produits dispersants. Cette suspension reste stable dans les conditions de fond qui règnent au niveau de la formation  
15 géologique. La stabilité n'est pas affectée par les plus hautes températures que l'on peut rencontrer dans les formations géologiques souterraines, toutes les salinités, même jusqu'à saturation ainsi que tous les pH possibles ne présentent aucun désavantage pour la stabilité du fluide de l'invention.

20 Le choix de la taille des particules solides est fait par rapport à l'éventail de taille des pores de la formation hétérogène. En effet, une particule suffisamment grosse ne pénétrera pas dans les zones de faible perméabilité, alors qu'elle pourra pénétrer dans les zones de forte perméabilité.

25 Ce choix de la taille des particules conduira le fluide à avoir une capacité d'injectivité sélective dans les zones de cheminement préférentiel.

Les produits dispersants adsorbés sur les particules solides sont également adaptés à s'adsorber sur la matrice de la roche réservoir.

Ce processus d'adsorption d'une solution notamment à base de  
30 polymères est bien connu de l'art antérieur, mais la capacité de réduction du diamètre des pores est faible car limité par l'épaisseur de la couche de produits adsorbés sur la matrice.

Par contre, dans cette invention, la particule solide se fixe sur la matrice grâce d'abord au phénomène d'adsorption du produit dispersant,



puis dans un deuxième temps par l'intermédiaire des forces de Van der Waals entre les particules et la matrice rocheuse. Le diamètre des pores est ainsi réduit par la présence desdites particules ce qui diminue la perméabilité de la zone où a pu pénétrer ladite suspension.

- 5 Il n'y a pas de risque de colmatage de la formation productrice car les particules solides restent dans un état dispersé même lorsqu'elles se sont adsorbées sur la matrice rocheuse. Cela garantit l'absence de formation d'amas de particules qui pourrait boucher les pores.

10 Pour illustrer l'invention et d'une manière nullement limitative, la suspension comporte de 1 à 2% de particules solides, notamment d'alumine de taille moyenne 0,8 micromètres, stabilisée par du polyacrylamide partiellement hydrolysé de masse moléculaire moyenne  $7 \cdot 10^6$ . Le fluide porteur est de l'eau de gisement avec éventuellement du  
15 solides.

La présente invention a l'avantage de conserver pratiquement toute son efficacité, même si dans le temps, l'agent dispersant se dégrade sensiblement. En effet, les particules solides restent fixées sur la matrice rocheuse grâce aux forces de Van der Waals et continuent à jouer leur  
20 rôle de réducteur de la perméabilité de la zone où la suspension a pénétré.

Lorsque l'on utilise des particules solides pouvant être dissoutes, comme par exemple des carbonates qui peuvent être détruit par une solution d'acide, on peut alors curer la zone préalablement traitée par la  
25 suspension de notre invention en utilisant les opérations conventionnelles d'acidification.

La présente invention sera mieux comprise et ses avantages apparaîtront plus nettement à la description qui suit d'exemples nullement limitatifs illustrés par les figures ci-annexées, parmi lesquelles:

30 - la figure 1 représente une coupe schématique d'un gisement en production assistée par injection d'un fluide de déplacement,

- la figure 2 représente le même gisement en production assistée par injection d'un fluide de déplacement après traitement de la formation

avec le fluide de l'invention,

- la figure 3 représente une amélioration du traitement de la formation par injection préalable d'un agent adsorbant avant celle de la suspension stable,

5       - la figure 4 représente la matrice rocheuse de la zone de forte perméabilité de la formation,

- la figure 4A représente la même matrice après traitement par un fluide adsorbant,

10       - la figure 4B représente la même matrice traitée par la suspension de l'invention,

- les figures 5 et 6 représentent l'utilisation de l'invention pour prévenir ou traiter des venues d'eau.

La figure 1 représente en coupe une formation géologique 6 constituant un piège d'hydrocarbures liquides. La roche couverture 5 surmonte la roche réservoir qui comporte une zone 3 de faible perméabilité et une zone 4 de forte perméabilité.

Deux puits 1 et 2 relient la formation productrice à la surface. Les conduites 7 et 8 complètent lesdits puits et pourront comporter des moyens d'étanchéité annulaire type packer 9 et 10. Ces conduites 7 et 8 seront utilisées pour respectivement injecter dans la formation et produire l'effluent contenu dans la formation jusqu'en surface.

Au droit de la formation 11, les deux puits 1 et 2 sont en général cuvelés par des tubes aciers qui seront alors perforés pour rétablir la liaison couche-trou.

25       Dans le cadre d'une récupération assistée par injection, on refoule par pompage le fluide de déplacement par la conduite 7. Ledit fluide pénètre dans la formation en repoussant devant lui l'hydrocarbure vers le puits 2 qui est un puits de production.

Lorsque le réservoir d'hydrocarbure comporte des zones de perméabilités très différentes, l'avancée du front 12 est plus rapide dans

la zone 4 que l'avancée du front 13 dans la zone 3. Le fluide de balayage va faire irruption très rapidement dans le puits de production 2 et l'effluent produit aura une proportion d'hydrocarbure faible. En conséquence, la zone 3 est mal, ou même plus du tout balayée par le fluide d'injection et le taux de récupération sera grandement diminué.

La figure 2 représente la même formation géologique 6 où il a été procédé à une injection de la suspension de l'invention par le canal de 7. Le volume de ladite suspension a uniquement pénétré en 14 dans la zone de forte perméabilité 4 grâce à la taille des particules dispersées qui a été choisie intermédiaire entre la taille des pores de la zone 4 et la taille des pores de la zone 3. La zone envahie par ladite suspension a ainsi sa perméabilité réduite.

Au cours de l'injection de la suspension, un dépôt ou cake a pu se former au droit 18 de la zone 3 de faible perméabilité. Mais ce dépôt est faible grâce à la nature de la suspension de l'invention qui ne peut pas filtrer dans la zone 3. Si ce cake représente un obstacle à l'injection du fluide de balayage, il sera de préférence détruit notamment en inversant le sens des écoulements dans la zone 3 en mettant en pompage par la canalisation 7, par ultrasons, ou par d'autres moyens connus dans la profession pour détruire un cake déposé sur les parois d'un puits.

Lorsque ensuite on rétablit l'injection du fluide de déplacement à partir de 7, les fronts de balayage 17 et 16 respectivement dans les zones 3 et 4, ont des avancées sensiblement comparables grâce à l'augmentation des pertes de charge dans la partie 14 de la zone 4.

Le profil des perméabilités peut être pratiquement égalisé ce qui autorise une récupération secondaire ou même tertiaire suivant la nature du fluide de déplacement injecté.

La mise en place du volume 14 de suspension est grandement facilité par le fait que ladite suspension a une viscosité faible, la plus proche de celle de l'eau. En effet cette caractéristique est le rôle primaire des dispersants qui sont utilisés pour fluidifier des suspensions. Cela facilite et diminue les temps d'opérations d'injection.

La figure 3 représente une amélioration de l'application précédente.

En effet, avant d'injecter la suspension de l'invention, on traite le volume 19 de roche au voisinage du puits 1, par injection d'un agent adsorbant notamment comparable à celui utilisé pour adsorber les particules solides de la suspension. Les fronts 20 et 21 montrent les avancées différentes  
5 dudit agent respectivement dans les zones 4 et 3 de perméabilités différentes.

Après cette première étape, on injecte la suspension stable de l'invention. Celle-ci ne pénètre pas dans la zone 3 comme précédemment par sa sélectivité. Elle s'injecte dans la zone 4 de forte perméabilité sans  
10 s'adsorber dans la partie 19 car la matrice a déjà été saturée d'agent adsorbant au cours de la première étape. La suspension traverse cette partie pour s'adsorber sur la matrice rocheuse vierge de traitement de la partie 22.

L'amélioration représentée en figure 3 réside dans le maintien d'une  
15 bonne caractéristique d'injectivité dans la zone 4 au voisinage du puits injecteur 1 malgré la diminution de perméabilité consécutive à l'injection de la suspension stable.

En effet, il est connu qu'en écoulement radial circulaire les pertes de charge sont fortement concentrées au voisinage du puits où les  
20 vitesses d'écoulement sont fortes. Aussi il est intéressant de ne pas diminuer la perméabilité de cette zone et de ne traiter la perméabilité de la formation qu'à une plus grande distance du puits.

Les figures 4, 4A et 4B illustrent le mécanisme de diminution de perméabilité par la représentation de grains de roche 23 et des pores 24.  
25 Les flèches représentent la circulation d'un fluide. Sur la figure 4 la matrice est vierge.

La figure 4A représente cette même matrice sur laquelle a été adsorbée un agent notamment des polymères ou copolymères préférentiellement de forte masse moléculaire. Cet agent établit une  
30 couche régulière 25 sur toute la surface rocheuse de la matrice ce qui réduit ainsi les dimensions des pores. L'épaisseur de la couche 25 est limité par la structure moléculaire de l'agent adsorbant.

L'adsorption d'un produit se caractérise par sa présence

préférentielle, c'est à dire une concentration plus forte au voisinage immédiat de la surface solide. Le produit peut être en contact direct avec la surface ou par l'intermédiaire d'une molécule d'eau ou d'un ion. Cette adsorption peut être réversible dans le cas de l'adsorption physique de  
5 petites molécules, ou quasi irréversible pendant de longues périodes allant de quelques jours à quelques années dans le cas d'adsorption physique de grandes molécules comme les polymères. On peut considérer que l'adsorption est irréversible dans le cas où il existe une liaison chimique forte avec le solide.

10 L'épaisseur de la couche ne peut pas être augmentée à volonté et cette technique ne permet pas d'agir efficacement dans les cas de fortes perméabilités.

La figure 4B illustre l'action de la suspension stable de l'invention où des dispersants se sont adsorbés sur des particules solides. Les grains  
15 26 sont encapsulés sous une couche 27 de dispersants. Lesdites particules vont s'adsorber sur la matrice sur laquelle n'est pas déjà adsorbé un agent dispersant, que ce soit des tensioactifs, des polymères ou des copolymères ou un mélange de ces produits.

La présence des particules solides permet, par le choix de leur  
20 dimension, de régler la diminution de perméabilité de la zone la plus perméable et d'empêcher la pénétration desdites particules dans les zones de faible perméabilité.

La représentation simplifiée de la figure 4B n'est pas limitative de la taille des particules relativement à la taille des pores 24.

25 La figure 5 représente un puits 32 en production par le canal d'une conduite 33. La formation productrice 28 est surmontée d'une roche couverture 29. Cette formation productrice 28 présente des hétérogénéités de perméabilité. La couche 30 est une zone productrice de faible perméabilité, la couche 31 une zone de forte perméabilité où sont  
30 apparues des venues d'eau qui envahissent le puits par les perforations 35.

La figure 6 illustre l'application de l'invention aux traitements des venues d'eau comme illustré figure 5. La production est arrêtée, puis on

injecte un volume de la suspension stable de l'invention pour traiter la perméabilité de la formation 34 envahie d'eau. Cette injection se fait selon les règles de l'art en usage dans la profession, soit par la conduite de production 33, soit par un tubing concentrique à cette conduite.

- 5           La suspension pénètre dans la zone 34 et diminue sa perméabilité à l'eau sans affecter la zone 30. Un cake 36 de particules solides peut se déposer au droit de cette formation peu perméable 30.

- A la remise en production, les venues d'eau seront limitées par la diminution de perméabilité de la zone concernée et dans le même temps  
10 l'écoulement radial concentrique vers le puits détruit le cake 36 qui aurait pu se former. Si cela est nécessaire, on peut utiliser la technique de sonication.

- On ne sortira pas du cadre de cette invention si les puits d'injection ou de production sont inclinés par rapport à la verticale de même s'ils  
15 sont sub-horizontaux.

## REVENDICATIONS

### Revendication 1

Fluide adapté à la réduction des disparités de perméabilité entre au moins une zone de forte perméabilité et au moins une zone de faible perméabilité d'une formation géologique hétérogène ou partiellement fissurée traversée par un puits en communication avec la surface, caractérisé en ce que ledit fluide est une suspension stabilisée dans les conditions de fond et d'injection comportant des particules solides, en ce que ladite suspension stabilisée comporte des produits dispersants, en ce que la taille desdites particules solides est prédéterminée pour que ledit fluide pénètre d'une manière sélective dans la zone de forte perméabilité et non dans la zone de faible perméabilité et en ce que ledit fluide est adapté à pénétrer dans ladite formation avec une composition sensiblement identique à sa composition initiale.

### 15 Revendication 2

Fluide selon la revendication 1, caractérisé en ce que les particules solides de ladite suspension sont choisies pour que leur taille soit intermédiaire entre la taille des pores de la zone la moins perméable et la taille des pores de la zone la plus perméable.

### 20 Revendication 3

Fluide selon l'une des revendications 1 ou 2, caractérisé en ce que les particules solides dispersées dans ladite suspension sont adaptées à s'adsorber sur la matrice rocheuse et à réduire le diamètre des pores des zones envahies par ladite suspension stabilisée.

### 25 Revendication 4

Fluide selon l'une des revendications précédentes, caractérisé en ce que la taille des particules solides de ladite suspension est comprise entre 0,1 et 50 micromètres et en ce que leur surface spécifique est comprise entre 0,1 et 50 m<sup>2</sup>/g à l'état non hydraté.

### 30 Revendication 5

Fluide selon l'une des revendications précédentes, caractérisé en ce

que lesdites particules solides sont des particules de silice, de carbure de silicium, d'alumine, d'oxyde de zirconium, de titane, ou tout oxyde minéral, de carbonates, des argiles, ou toutes autres particules solides pouvant adsorber un agent dispersant.

5            Revendication 6

Fluide selon l'une des revendications précédentes, caractérisé en ce que ladite suspension a une viscosité faible, sensiblement voisine de celle de l'eau.

Revendication 7

- 10            Fluide selon l'une des revendications précédentes, caractérisé en ce que ladite suspension comporte des produits dispersants tels que des tensioactifs, des polymères ou copolymères hydrosolubles et en ce que lesdits produits dispersants sont adaptés à s'adsorber ou se greffer sur lesdites particules solides.

15            Revendication 8

- Fluide selon l'une des revendications précédentes, caractérisé en ce que lesdits produits dispersants sont des polymères hydrosolubles neutres, anioniques ou cationiques, préférentiellement de haute masse moléculaire, tels les polyacrylamides plus ou moins hydrolysés, le  
 20 polyoxyéthylène, l'alcool polyvinylique, les polystyrènes sulfonates, ainsi que des copolymères statistiques, séquencés ou diblocs dont l'un des blocs seulement peut s'adsorber, des polysaccharides tels que la gomme xanthane, le scléroglycane, les galactomannanes, les pullulanes, les alginates, amidons, pectines, dextranes, des dérivés cellulosiques tels que  
 25 la carboxyméthylcellulose (CMC) ou l'hydroxyéthylcellulose (HEC) éventuellement modifiés, ou encore des polymères partiellement hydrophobes.

Revendication 9

- Utilisation du fluide selon l'une des revendications précédentes à la  
 30 prévention ou à la limitation des venues d'eau dans un puits(32) producteur d'une couche réservoir(28) hétérogène en perméabilité, l'eau provenant d'une zone (31) de forte perméabilité, caractérisée par les



étapes suivantes:

- on injecte par le canal(33) dudit puits ledit fluide pénétrant de manière sélective dans la zone(31) de forte perméabilité envahie d'eau,
- puis on remet ledit puits(32) en production.

5            Revendication 10

Utilisation du fluide selon l'une des revendications 1-8, à l'amélioration de la récupération assistée en modifiant le profil des perméabilités d'une formation productrice(11) ayant des zones de forte perméabilité(4) et des zones de faible perméabilité(3), ladite formation(11) étant traversée par au moins deux puits(1, 2), l'un au moins servant d'injecteur(1) et l'autre de producteur(2), caractérisée par les deux étapes suivantes:

- on injecte par ledit puits injecteur(1) ledit fluide pénétrant de manière sélective dans la zone de plus forte perméabilité(4),
- 15            -on injecte ensuite un fluide pousseur adapté à balayer la couche réservoir(11) en direction du ou des puits producteurs(2).

Revendication 11

Utilisation selon la revendication 10 du fluide, caractérisée en ce que le fluide pousseur comporte des polymères ou des copolymères.

20            Revendication 12

Utilisation selon l'une des revendications 10 ou 11 du fluide, caractérisée par les étapes suivantes:

- on injecte par ledit puits injecteur(1) un fluide comportant des polymères ou des copolymères adaptés à s'adsorber sur la matrice rocheuse dans le voisinage du puits injecteur(1),
- 25            -on injecte par le même puits ladite suspension adaptée à s'adsorber sur la matrice rocheuse vierge de traitement,
- on injecte par le même puits le fluide de balayage.

**Revendication 13**

Utilisation selon l'une des revendications 9, 10 ou 12, caractérisée en ce que l'on injecte ladite suspension stabilisée sans séparation physique entre les zones de différentes perméabilités.

**5            Revendication 14**

Procédé pour réduire les disparités de perméabilité entre des zones de forte perméabilité(4) et des zones de faible perméabilité(3) d'une formation géologique(11) hétérogène ou partiellement fissurée traversée par un puits(1, 2, 32) en communication avec la surface, par l'injection  
10 dans ladite formation d'un fluide selon l'une des revendications 1-8 , caractérisé en ce que l'on choisit la taille des particules solides(26) de ladite suspension stabilisée, intermédiaire entre la taille des pores(24) de la zone de forte perméabilité(4, 31) et la taille des pores de la zone de plus faible perméabilité, en ce que l'on injecte un volume déterminé dudit  
15 fluide adapté à traiter ladite zone de forte perméabilité et en ce que l'on injecte éventuellement sans séparation physique entre les différentes zones, ladite suspension pénétrant de manière sélective dans la zone de forte perméabilité sans pénétrer dans la zone de faible perméabilité.

1/2

FIG.1

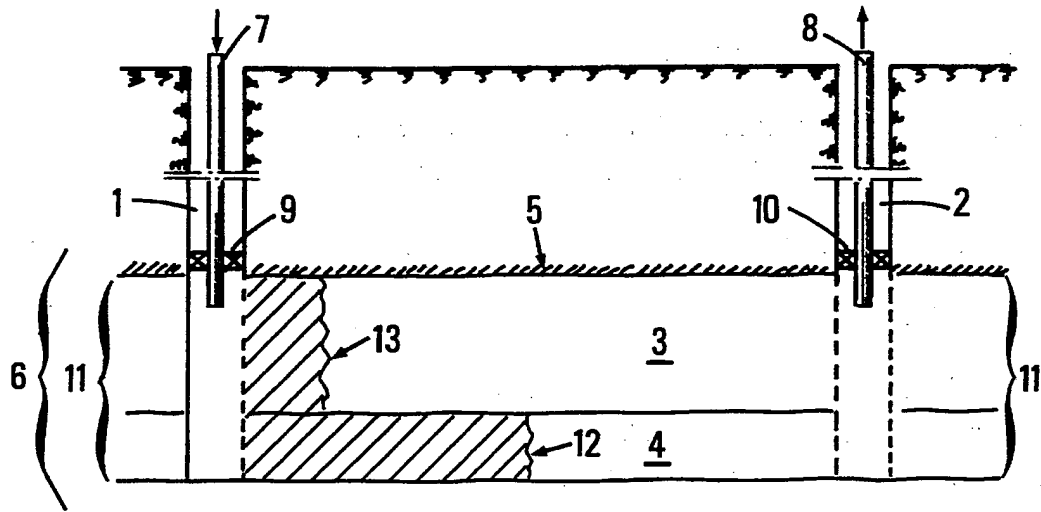


FIG.2

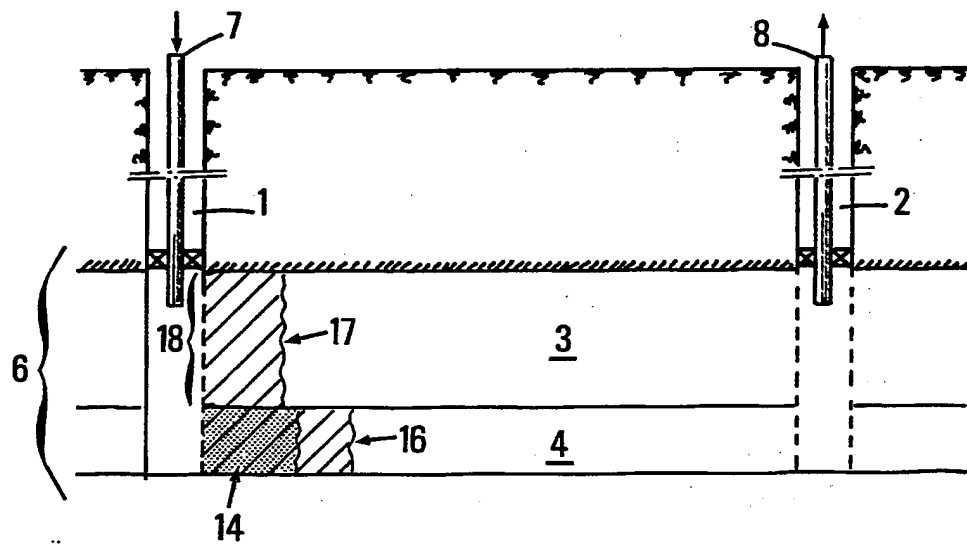
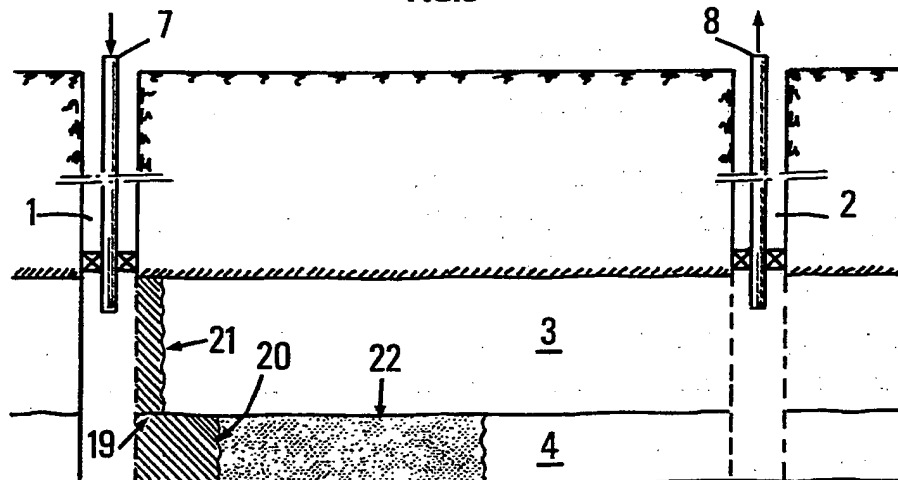


FIG.3



2/2

FIG.4

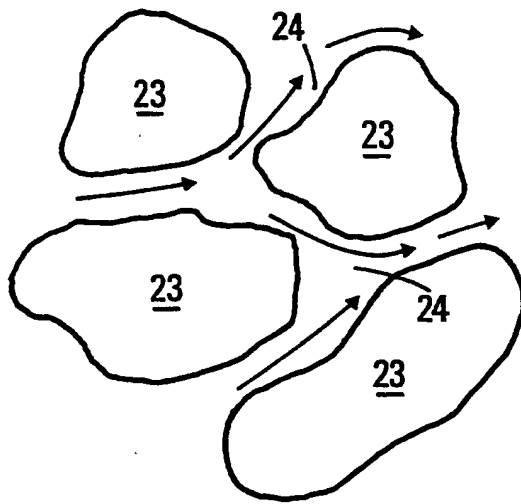


FIG.4A

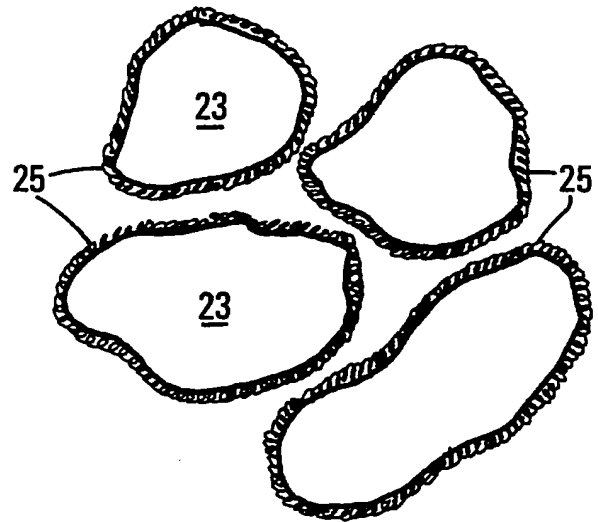


FIG.4B

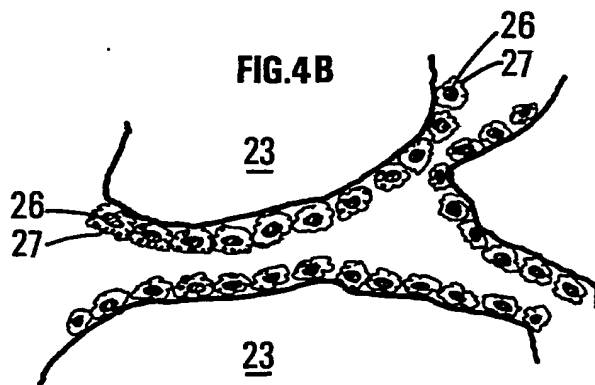


FIG.5

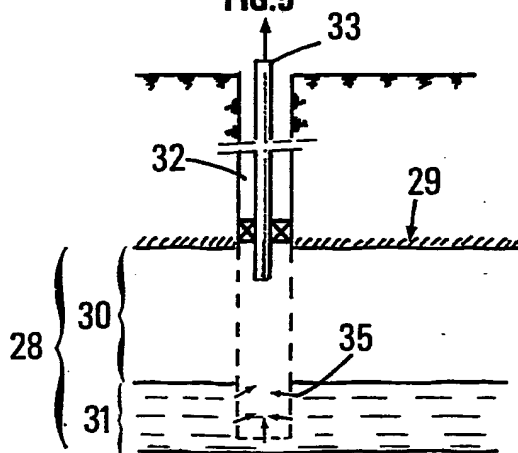
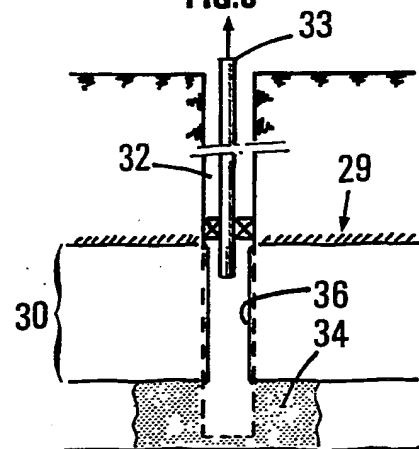


FIG.6



INSTITUT NATIONAL  
de la  
PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE

RAPPORT DE RECHERCHE  
établi sur la base des dernières revendications  
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement  
national

FR 9016437  
FA 450974

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
X	US-A-3 323 589 (R. R. HARVEY)  * colonne 1, ligne 21 - colonne 2, ligne 63 *	1-7, 7, 12-14
X	EP-A-116 775 (MOBIL OIL) * page 1, alinéa 1 - alinéa 3; revendications 1, 2, 4, 10-12, 14 *	1, 8, 9, 10
X	EP-A-157 957 (HALLIBURTON)  * page 2, ligne 20 - page 8, ligne 24; revendications 1-10 *	1-48, 13, 14
X	US-A-3 153 450 (G. L. FOSTER) * colonne 1, ligne 34 - colonne 3, ligne 13 *	1-8
X	US-A-4 261 421 (D. J. WATANABE) * colonne 11, ligne 55 - colonne 13, ligne 10; revendications 6-15 *	1, 2, 4-6
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl.5)
		E21B
Date d'achèvement de la recherche 06 SEPTEMBRE 1991		Examinateur RO TSAERT L. D. C.
<p><b>CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES</b></p> <p>X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général O : divulgation non-écrite P : document intercalaire</p> <p>T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons &amp; : membre de la même famille, document correspondant</p>		

This Page Blank (uspto)